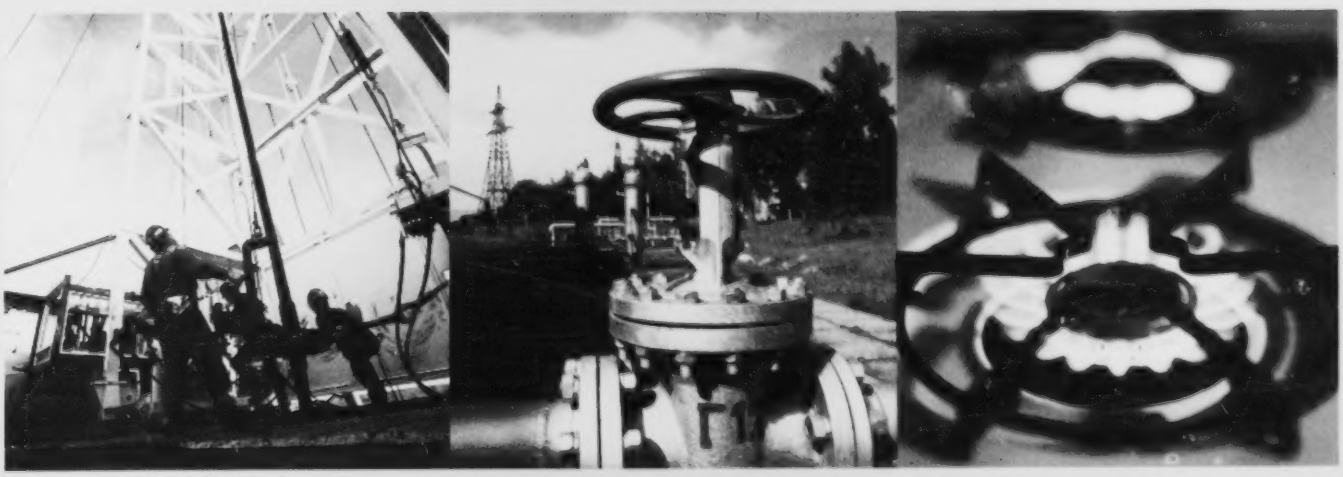
Office national de l'énergie

National Energy Board

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

2007-2009



ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE OCTOBRE 2007

Canada

Office national de l'énergie
National Energy Board

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

2007 - 2009

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE OCTOBRE 2007

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2007

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2007

N° de cat. NE2-1/2007F
ISBN 978-0-662-07244-7

Cat. No. NE2-1/2007E
ISBN 978-0-662-46868-4

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Imprimé au Canada

Printed in Canada

2007-05584/

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures et des tableaux ii

Liste des sigles et des abréviations iii

Liste des unités et des facteurs de conversion vi

Avant-propos v

Résumé vi

Chapitre 1 : Introduction 1

Chapitre 2 : Contexte 2
- 2.1 BSOC 2
- 2.2 Canada atlantique 4
- 2.3 GNL 6

Chapitre 3 : Tendances récentes 7
- 3.1 Production et mise en valeur dans le BSOC 7
- 3.2 Coûts de mise en valeur des nouvelles sources d'approvisionnement gazières dans le BSOC 8
- 3.3 Autres tendances et événements pertinents relatifs à la mise en valeur du gaz 11

Chapitre 4 : Aperçu des scénarios 14

Chapitre 5 : Méthodologie 17

Chapitre 6 : Perspectives de productibilité 18
- 6.1 BSOC – Scénario de référence 19
  - 6.1.1 Gaz classique 19
  - 6.1.2 BSOC – Méthane de houille 19
- 6.2 Canada atlantique 21
- 6.3 Total – Canada 21
- 6.4 Synthèse de productibilité selon les scénarios 22
- 6.5 Différences fondamentales par rapport aux projections précédentes 23
- 6.6 Productibilité et demande au Canada 23

Chapitre 7 : Conclusions 25

Glossaire 27

Annexes 30

FIGURES

1	Perspectives de productibilité de gaz au Canada – scénarios de référence, d'activité forte et d'activité faible	vi
2.1	Zones de production de gaz au Canada	2
2.2	Zones d'étude dans le BSOC (applicables au gaz classique)	3
2.3	Méthane de houille – Zone de la formation principale de Horseshoe Canyon	5
3.1	Production gazière totale dans le BSOC selon l'année de raccordement	7
3.2	Production gazière annuelle moyenne dans le BSOC et nombre de jours de forage de puits ciblant du gaz par année	8
3.3	Semaines de disponibilité actives cumulatives par année dans le BSOC, 2002 à 2007	9
3.4	Principaux coûts et prix approximatifs dans le BSOC, 1996 – 2006	10
4.1	Niveaux d'investissement dans les activités de forage pour l'Alberta, la C.-B. et la Saskatchewan selon le scénario de projection	15
4.2	Coûts de forage moyens dans le BSOC par jour de forage selon le scénario de projection	16
6.1	Productibilité de gaz classique dans le BSOC – scénario de référence	20
6.2	Productibilité de MH selon la formation – scénario de référence	20
6.3	Perspectives de productibilité au Canada atlantique	21
6.4	Perspectives de productibilité de gaz au Canada – scénario de référence	22
6.5	Perspectives de productibilité de gaz au Canada – comparaison des scénarios	23

TABLEAUX

4.1	Projections concernant le forage et les raccordements dans le BSOC selon les trois scénarios	16
6.1	Perspectives de productibilité de gaz au Canada selon la zone et le groupe de ressources – scénario de référence	18
6.2	Synthèse de productibilité selon les scénarios	22
6.3	Productibilité et demande annuelles moyennes au Canada	24

LISTE DES SIGLES ET DES ABRÉVIATIONS

AB-C	Alberta – Centre
AB-CE	Alberta – Centre-est
AB-NE	Alberta – Nord-est
AB-NO	Alberta – Nord-ouest
AB-P	Alberta – Piémonts
AB-SE	Alberta – Sud-est
AB-ZFP	Alberta – Zone frontale des piémonts
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
BC-FSJ	Colombie-Britannique – Fort St John
BC-FtN	Colombie-Britannique – Fort Nelson
BC-P	Colombie-Britannique – Piémonts
BEP	barils équivalents pétrole
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
CCPG	comité canadien du potentiel gazier
Coûts de DMV	coûts de découverte et de mise en valeur
CSUG	Canadian Society for Unconventional Gas (société canadienne pour le gaz non classique)
DI	dépenses en immobilisations
É.-U.	États-Unis
ÉME	évaluation du marché de l'énergie
GNC	gaz naturel comprimé
GNL	gaz naturel liquéfié
HSC	Horseshoe Canyon
LGN	liquides de gaz naturel
M&NP	Maritimes & Northeast Pipeline
MH	méthane de houille
ONÉ	Office national de l'énergie
PÉES	Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable
SK-C	Saskatchewan – Centre
SK-SE	Saskatchewan – Sud-est
SK-SO	Saskatchewan – Sud-ouest
Statcan	Statistique Canada
Statistiques de l'ACPP	données obtenues dans le Guide statistique de l'ACPP
Y-TNO	Yukon – Territoires du Nord-Ouest
$CAN	dollars canadiens

Unités

GJ	= gigajoule
Gpi^3	= milliard de pieds cubes
Gpi^3/j	= milliards de pieds cubes par jour
kpi^3	= millier de pieds cubes
kpi^3/j	= milliers de pieds cubes par jour
m^3	= mètre cube
m^3/j	= mètres cubes par jour
Mpi^3	= million de pieds cubes
Mpi^3/j	= millions de pieds cubes par jour
Tpi^3	= billion de pieds cubes

Facteurs de conversion

1 Mm^3 (à 101,325 kPa abs. et 15 °C)	= 35,3 Mpi^3 (à 14,73 lb/po^2 abs. et 60 °F)

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est un organisme fédéral indépendant qui réglemente plusieurs volets du secteur énergétique au Canada. Sa raison d'être est de promouvoir, dans l'intérêt du public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience de l'infrastructure et des marchés énergétiques, en s'en tenant au mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie. L'ONÉ s'occupe principalement de réglementer la construction et l'exploitation des pipelines internationaux ou interprovinciaux, ainsi que les droits et les tarifs des pipelines de son ressort, et celles des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées. En outre, l'ONÉ réglemente les importations et les exportations de gaz naturel, de même que les exportations de pétrole, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité. De plus, il réglemente l'exploration, la mise en valeur et la production du pétrole et du gaz sur les terres domaniales et dans les zones extracôtières qui ne sont pas assujetties à des ententes de gestion provinciales ou fédérales. De par ses fonctions de conseil, il doit surveiller les questions sur lesquelles le Parlement a compétence dans les domaines de l'approvisionnement, du transport et de l'utilisation de l'énergie à l'intérieur et à l'extérieur du Canada.

L'ONÉ surveille les marchés de l'énergie pour analyser objectivement les produits énergétiques et informer la population canadienne au sujet des tendances, des faits nouveaux et des enjeux. Au cours de la dernière année, l'Office a publié plusieurs rapports d'Évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ) sur une variété de produits énergétiques. De plus, il a créé dans son site Web une nouvelle section intitulée *Données sur les prix de l'énergie à l'intention des Canadiens* pour donner au public un autre moyen de se tenir informé au sujet du marché de l'énergie.

La présente ÉMÉ, intitulée *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2007-2009*, examine les facteurs qui influent à court terme sur l'offre de gaz naturel en plus de présenter les perspectives de productibilité d'ici la fin de 2009. Elle vise principalement à préciser, à l'intention de la population canadienne, la situation de l'offre de gaz naturel à court terme au Canada. Ce rapport constitue une mise à jour de l'ÉMÉ publiée par l'Office en octobre 2006 et intitulée *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2006-2008*.

Pendant la rédaction du rapport, l'ONÉ a tenu une série de réunions informelles et a eu des entretiens avec des entreprises de forage, des sociétés pipelinières, des producteurs de gaz naturel et des associations industrielles. L'ONÉ apprécie l'information et les commentaires qui lui ont été communiqués et il tient à remercier tous les participants qui ont contribué de leur temps comme de leur expertise.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

Prière d'adresser vos questions ou commentaires sur cette ÉMÉ à la personne suivante :

Jennifer Murray téléphone : 403-299-3170, courriel : jmurray@neb-one.gc.ca

Résumé

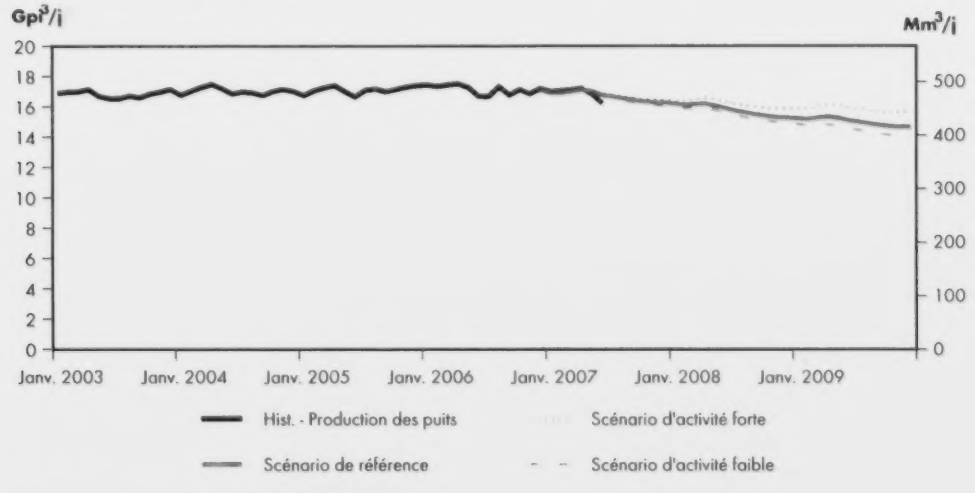
Le gaz canadien est une composante importante du marché de gaz nord-américain, répondant à près de 25 % de la demande américaine et canadienne combinée au cours des dernières années. Les ventes des producteurs de gaz naturel commercialisable canadien se sont élevées à 42 milliards de dollars en 2006[1]. Le présent rapport offre une perspective de la productibilité de gaz au Canada d'ici la fin de 2009.

La productibilité de gaz au Canada est assez stable depuis 2000, oscillant autour de 480 Mm^3/j (17 Gpi^3). Environ 98 % de la production totale au Canada provient du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et le reste en grande partie du Canada atlantique. À court terme, la productibilité du Canada atlantique devrait s'établir à une moyenne d'environ 12,4 Mm^3/j (0,44 Gpi^3/j) environ.

La productibilité dans le BSOC est moins certaine pour cette même période. Les activités de forage et de mise en valeur dans le BSOC dépendent principalement du prix du gaz naturel dans le marché nord-américain. Ce prix est instable : il subit l'influence de facteurs tels que les modifications de la demande causées par les conditions météorologiques, la disponibilité de gaz naturel liquéfié (GNL) importé et même les perturbations de l'approvisionnement dans le golfe du Mexique.

Vu les incertitudes qui caractérisent le marché du gaz naturel nord-américain à court terme, la productibilité dans le présent rapport est établie en fonction de trois scénarios visant à refléter les

Perspectives de productibilité de gaz au Canada – SCÉNARIOS DE RÉFÉRENCE, D'ACTIVITÉ FORTE et D'ACTIVITÉ FAIBLE



1 ACPP, *Statistical Handbook*, tableau 04-25B

différents niveaux d'investissement éventuels dans les activités de forage : scénario de référence, scénario d'activité forte et scénario d'activité faible.

La productibilité diminue quel que soit le scénario. La productibilité au Canada sera réduite à 410 et à 449 Mm^3/j (14,5 à 15,8 Gpi^3/j) en 2009 par rapport à celle de 483 Mm^3/j (17,1 Gpi^3/j) en 2006 (voir la figure 1 ci-après).

Dans le scénario de référence, dont les projections sont modérées, la productibilité de gaz au Canada en 2009 est établie à 424 Mm^3/j (15,0 Gpi^3/j), ce qui représente une chute de près de 59 Mm^3/j (2,1 Gpi^3/j).

Depuis plusieurs années, les nouveaux puits forés dans le BSOC ont affiché, en moyenne, des taux de diminution comparables tout au long de leur durée de vie, mais ont été moins productifs que par le passé au moment de leur mise en exploitation. La productivité initiale des nouveaux puits de gaz du BSOC a connu une forte baisse à la fin des années 1990, mais s'est quelque peu ressaisie récemment. Le taux annuel de diminution du puits de gaz moyen est de 55 % au cours de la première année et demie de production. La diminution est plus graduelle au cours des deux années suivantes, le taux annuel se situant à 30 %.

Voyant la productivité initiale baisser d'année en année, les producteurs de gaz naturel maintenaient la productibilité générale du BSOC à un niveau stable en forant un plus grand nombre de puits chaque année. L'amélioration de la technologie et les prix relativement élevés du gaz naturel en Amérique du Nord ont incité les producteurs à investir, même si les coûts de mise en valeur et de production de nouveaux approvisionnements grimpaient eux aussi.

Lorsque les prix du gaz naturel ont fléchi en 2006, les coûts nécessaires au maintien d'une activité aussi intense ne pouvaient plus être supportés. Les activités de forage dans le BSOC ont commencé à ralentir au milieu des années 2006 et cette situation persiste depuis plus d'un an. Les sociétés de forage et de services ont baissé leurs prix au cours de l'année à la lumière de taux d'utilisation plus faibles des appareils de forage et des services, mais certaines charges sont difficiles à couper en raison du coût élevé de la main-d'œuvre, de l'acier et du carburant. Il est de plus en plus difficile de comprimer davantage le coût des services, de sorte que le prix devient le principal facteur et qu'il a le potentiel de changer les paramètres économiques de la mise en valeur de nouveaux approvisionnements gaziers dans le BSOC.

Ces dernières années, une part de plus en plus grande des investissements consacrés au forage de puits de gaz cible le côté ouest du BSOC. Les profondeurs de forage sont plus grandes, ce qui fait monter le coût de la mise en valeur et du forage mais, d'autre part, tend à produire plus de gaz que sur le côté est du bassin. Un bon nombre des ressources naturelles du côté ouest du bassin proviennent de gisements dont les zones prometteuses sont plus étendues.

Bien que les activités de forage pour le méthane de houille (MH) aient également ralenti au cours de la dernière année, la mise en valeur de cette ressource en Alberta continue de faire bonne figure du point de vue de la productibilité au Canada. Compte tenu de l'exploitation continue des gisements de Horseshoe Canyon et du démarrage de l'exploitation de la formation de Mannville, la production de MH devrait augmenter d'environ 23 Mm^3/j (0,81 Gpi^3/j) d'ici 2009, selon le scénario de référence de l'ONÉ.

Les gigantesques ressources en gaz naturel du Canada ainsi que les innovations technologiques et l'efficience font en sorte que la productibilité au Canada continuera de constituer un facteur clé de l'approvisionnement en gaz sur le continent nord-américain.

INTRODUCTION

En Amérique du Nord, le Canada est un des principaux piliers d'approvisionnement de gaz naturel depuis des années. Il représente presque le quart de la production combinée Canada–États-Unis. De 2000 à 2006, la productibilité de gaz au Canada est demeurée relativement stable, se situant à une moyenne d'environ 480 Mm^3/j (17 Gpi^3/j). Ce plafonnement de la production a eu lieu au cours d'une période où l'on assistait à de grandes poussées d'activité de forage presque chaque année. La tendance des niveaux de forage sans cesse croissants a été infléchie par un ralentissement important dans le BSOC, qui a commencé au milieu de 2006. Le fléchissement des activités de forage dans le BSOC se traduira sans doute par une chute de productibilité de gaz au Canada. Si l'on tient compte du rôle important que joue le Canada dans la production nord-américaine de gaz et de l'incertitude qui règne autour des niveaux de forage pour maintenir cette production, l'intérêt pour les perspectives à court terme de la productibilité de gaz au Canada est considérable. Le principal objectif de ce rapport est de présenter les perspectives actuelles de l'Office en matière de productibilité de gaz naturel au Canada d'ici la fin de 2009.

Le chapitre 2 fournit des renseignements généraux portant sur les sources d'approvisionnement au Canada, y compris une description de l'étendue géographique et de la nature de l'approvisionnement dans chacune des régions.

Le chapitre 3 porte sur les dernières tendances relatives à la production et à la mise en valeur, ainsi que sur les coûts associés à la mise en valeur et à l'exploitation de nouvelles sources d'approvisionnement de gaz dans le BSOC.

Le chapitre 4 présente les trois scénarios en vertu desquels la productibilité canadienne a été évaluée. Les conditions du marché gazier nord-américain peuvent entraîner une grande instabilité du prix du gaz qui, à son tour, peut provoquer d'importantes fluctuations des investissements dans les activités de forage du BSOC. Trois scénarios sont élaborés pour refléter cette incertitude-scénario de référence, scénario d'activité forte et scénario d'activité faible. Le fondement des trois scénarios est examiné dans le chapitre 4.

Le chapitre 5 décrit brièvement la méthodologie empruntée pour évaluer la productibilité gazière au Canada et fait voir les points de discussion qui seront abordés plus en détail dans les annexes B et C touchant la méthodologie et les paramètres qui ont des incidences sur la productibilité.

Les perspectives de productibilité de l'Office pour le gaz naturel canadien se trouvent au chapitre 6. Quant aux conclusions de l'évaluation, elles sont présentées au chapitre 7.

CONTEXTE

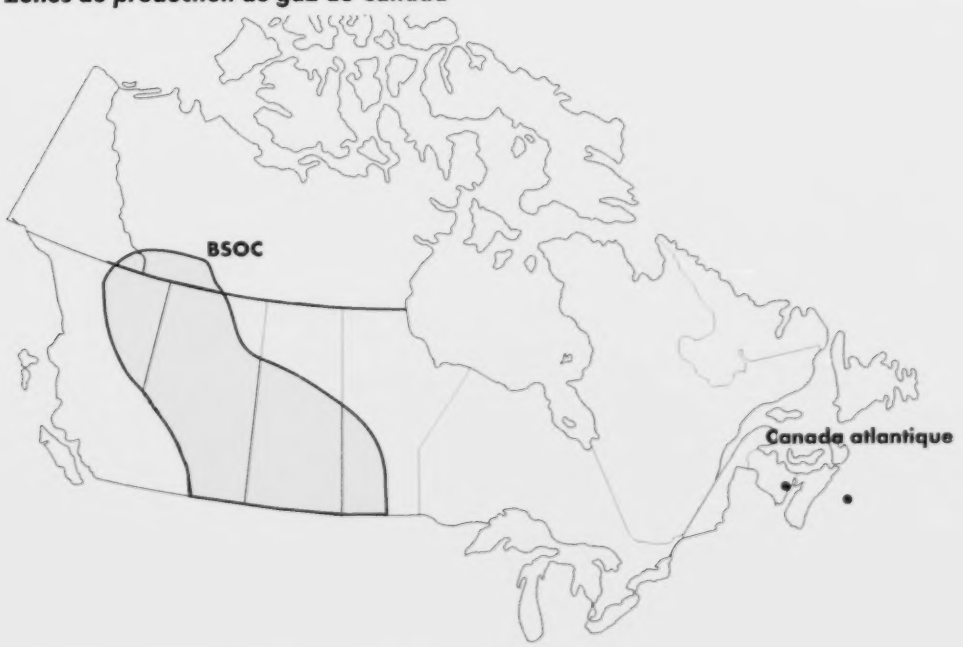
Depuis toujours, le BSOC a constitué la principale source de production gazière au Canada et représente actuellement 98 % de la production canadienne. Le Canada atlantique a commencé à produire du gaz naturel à la fin de 1999 et presque tout le reste du gaz provenant de l'extérieur du BSOC[2] vient de cette région. La figure 2.1 illustre l'emplacement des régions productrices de gaz. Le présent chapitre traite des sources d'exploitation et des principaux projets de mise en valeur de chaque région. Il examine également les prix et l'historique des coûts dans le BSOC.

2.1 BSOC

Le BSOC recoupe la plus grande partie de l'Alberta, un bon pourcentage de la Colombie-Britannique (C.-B.) et de la Saskatchewan ainsi qu'une fraction du Manitoba, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest (figure 2.1). Environ 80 % du gaz produit dans le bassin provient de l'Alberta. Les parts de la C.-B. et de la Saskatchewan se situent, respectivement, aux alentours de 16 % et de 4 %. Moins de

FIGURE 2.1

Zones de production de gaz au Canada



2 En plus du BSOC et du Canada atlantique, il y a une petite production gazière dans le Canada central et le nord des Territoires du Nord-Ouest.

1 % de la production du BSOC vient du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest, tandis que l'apport gazier du Manitoba est actuellement nul.

Dans la présente analyse, la production gazière du BSOC est généralement divisée en gaz classique et en gaz non classique. De plus, le gaz non classique renvoie uniquement au méthane de houille (MH) et le gaz classique renvoie à toutes les autres formes de production gazière.

Ressources classiques du BSOC

La production de gaz classique est le pilier de la productibilité de gaz dans le BSOC, représentant environ 96 % de la production gazière du bassin.

Une bonne partie de la production de gaz classique du BSOC est issue de réservoirs de faible perméabilité, qu'il conviendrait mieux de classer dans une catégorie distincte, le « gaz de réservoirs étanches ». D'après certaines estimations, ce gaz représente près de 30 % de la production totale du BSOC depuis quelques années et, à mesure que vieillit le bassin, des formations de perméabilité plus faible sont de plus en plus ciblées pour être mises en valeur. À l'heure actuelle, le gaz de réservoirs étanches au Canada n'est ni défini ni séparé du gaz classique. Puisqu'il n'existe aucun critère qui permette de catégoriser les puits de gaz de réservoirs étanches, le présent rapport ne fait aucune tentative pour faire la distinction entre ce gaz et les autres gaz classiques à des fins d'analyse distincte.

Étant donné que les caractéristiques physiques et d'exploitation du BSOC varient grandement d'une zone à l'autre, il convient de subdiviser le bassin en zones de moindre superficie dont les caractéristiques sont similaires pour faire l'analyse de la diminution de la production. Pour les besoins de la présente évaluation, nous avons divisé le BSOC en 14 régions géographiques (les « zones d'étude »), comme il est indiqué dans la figure 2.2. Ces zones d'étude sont soumises à une évaluation

Zones d'étude dans le BSOC (applicables au gaz classique)

de la productibilité des ressources classiques. Dans chacune des zones d'étude, des raccordements de gaz classique sont regroupés selon l'année de raccordement afin d'évaluer les caractéristiques d'exploitation et la productibilité.

Ressources non classiques du BSOC – MH

Les ressources de MH en place dans le BSOC sont immenses. Elles se situent principalement dans les plaines de l'Alberta. Le MH n'a pas été ciblé pour mise en valeur dans le BSOC avant le début de la présente décennie, c'est-à-dire lorsque les prix plus élevés du gaz et la mise en valeur fructueuse du MH aux États-Unis (É.-U.) ont encouragé les efforts en vue d'exploiter ces ressources au Canada. Grâce à ces efforts, la production du MH au Canada a augmenté, passant de 1,4 Mm^3/j (50 Mpi^3/j) au milieu de l'année 2003 à plus de 17 Mm^3/j (600 Mpi^3/j) à la fin de 2006.

Les ressources de MH dans les plaines de l'Alberta existent dans quatre formations géologiques – Belly River, Horseshoe Canyon, Ardley et Mannville. Les caractéristiques physiques et de production gazière des gisements houillers varient grandement sur le plan géographique et géologique d'une formation à l'autre. Les différences sont les plus marquées d'une formation à l'autre; donc, aux fins de l'évaluation de la productibilité, la formation géologique sera le critère le plus utile pour catégoriser le MH. Dans le présent rapport, le MH en Alberta est divisé en trois groupes :

Formation principale de Horseshoe Canyon – Ensemble des puits producteurs de MH dans la zone de la formation principale de Horseshoe Canyon et ne produisant pas à partir de la formation de Mannville. La figure 2.3 illustre la zone de la formation principale de Horseshoe Canyon, qui a été l'objet de la plupart des projets de mise en valeur du MH en Alberta jusqu'ici. On y trouve la vaste majorité des puits de MH, et près de 85 % de toute la productibilité de MH enregistrée à la fin de l'exercice 2006 y est attribuable.

MH Mannville – Ensemble des puits producteurs de MH à partir de la formation de Mannville. Depuis 2005, le MH de Mannville fait l'objet de niveaux de mise en valeur sans cesse croissants, car l'industrie essaie d'étendre son projet commercial initial à d'autres emplacements et elle continue d'améliorer ses technologies et ses pratiques pour permettre la réalisation d'une plus grande partie de son énorme potentiel.

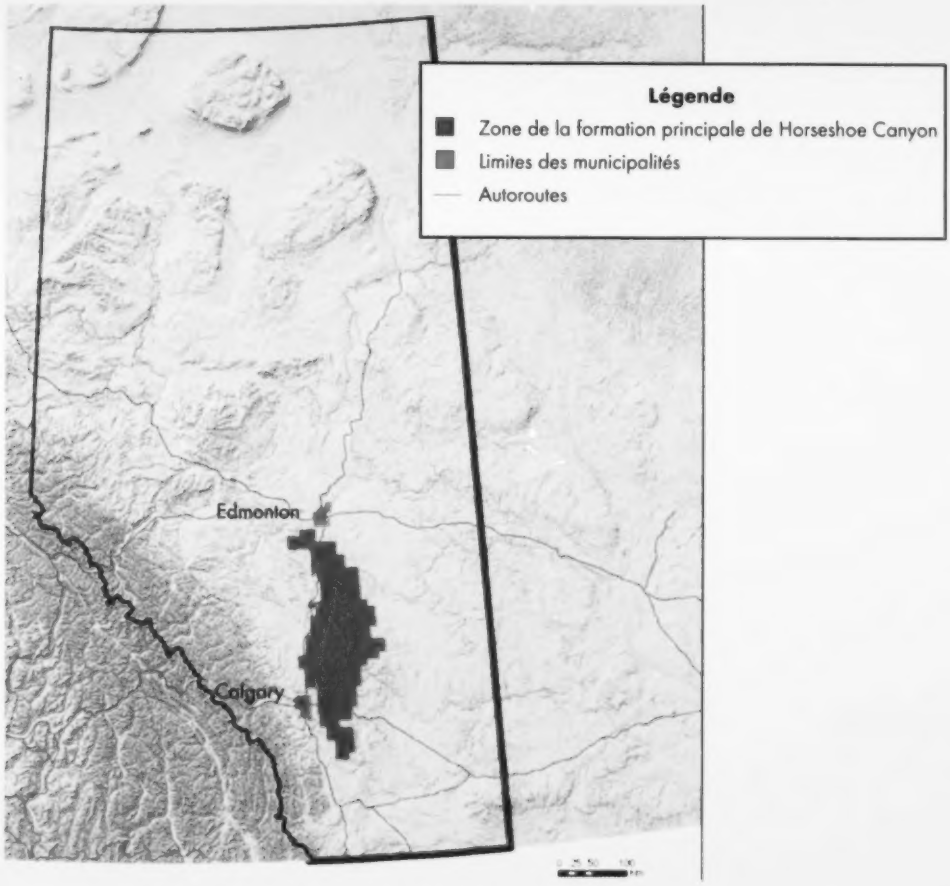
Autre MH – Ensemble des puits producteurs de MH qui ne sont pas encore inclus dans la formation principale de Horseshoe Canyon ou dans le MH de Mannville. Il s'agit essentiellement de puits qui se situent à la périphérie de la zone de la formation principale de Horseshoe Canyon et de puits expérimentaux dans les gisements houillers d'Ardley.

Dans Horseshoe Canyon, les intervalles houillers sont souvent mélangés aux intervalles sablonneux classiques. Tous ces puits contenant du MH mélangé à des sables classiques font partie de la catégorie MH dans le présent rapport; il faut donc se rappeler que les estimations de productibilité comportent un apport de sables classiques mélangés. Le mélange des intervalles houillers avec des sables classiques à des profondeurs similaires dans la zone de la formation principale de Horseshoe Canyon a un effet bénéfique sur la mise en valeur des ressources, vu que les conditions économiques caractérisant le groupe de zones mélangées sont meilleures que si les zones devaient être séparées.

2.2 Canada atlantique

La production gazière du Canada atlantique provient essentiellement du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (PÉES). Depuis 1999, le PÉES a produit des volumes de gaz commercialisables

Méthane de houille – Zone de la formation principale de Horseshoe Canyon



variant entre 8,5 et 14,2 Mm^3/j (300 et 500 Mpi^3/j), la production du printemps de 2007 atteignant en moyenne 12,5 Mm^3/j (440 Mpi^3/j).

Le champ McCully au Nouveau-Brunswick est devenu une composante importante de la productibilité gazière du Canada atlantique en 2007. L'ouverture de plusieurs nouveaux puits et le raccordement au réseau de Maritimes and Northeast Pipeline ont donné lieu à une augmentation de la productibilité de 0,06 Mm^3/j (2 Mpi^3/j) environ au premier semestre de 2007 à quelque 0,85 Mm^3/j (30 Mpi^3/j) en juillet et août de 2007.

Le PÉES et le gisement McCully représentent la productibilité gazière attendue du Canada atlantique au cours de la période de projection. D'autres projets de mise en valeur possibles dans la région pourraient ajouter à la productibilité gazière après la période de projection.

Les projets les plus importants en ce qui concerne la productibilité future éventuelle au Canada atlantique sont le projet gazier extracôtier Deep Panuke en Nouvelle-Écosse et le gaz dissous du gisement de White Rose au large de Terre-Neuve-et-Labrador. Les ressources gazières associées aux deux projets sont énormes avec environ 600 Mpi^3 à Deep Panuke et 2 000 Mpi^3 à White Rose. La production initiale pourrait commencer dès le début de 2010 à Deep Panuke et entre 2015 et

2020 à White Rose. D'autres projets extracôtiers tels que le MH dans les bassins de Stellarton et de Cumberland en Nouvelle-Écosse et le gaz classique au Québec sont également envisagés.

2.3 GNL

Les projets envisagés de terminaux méthaniers dans le Canada atlantique, au Québec et en Colombie-Britannique en sont à diverses étapes d'étude ou d'élaboration. Comme le gaz pour ces projets de GNL provient de l'extérieur du pays, le présent rapport n'en tient pas compte pour déterminer la productibilité gazière au Canada.

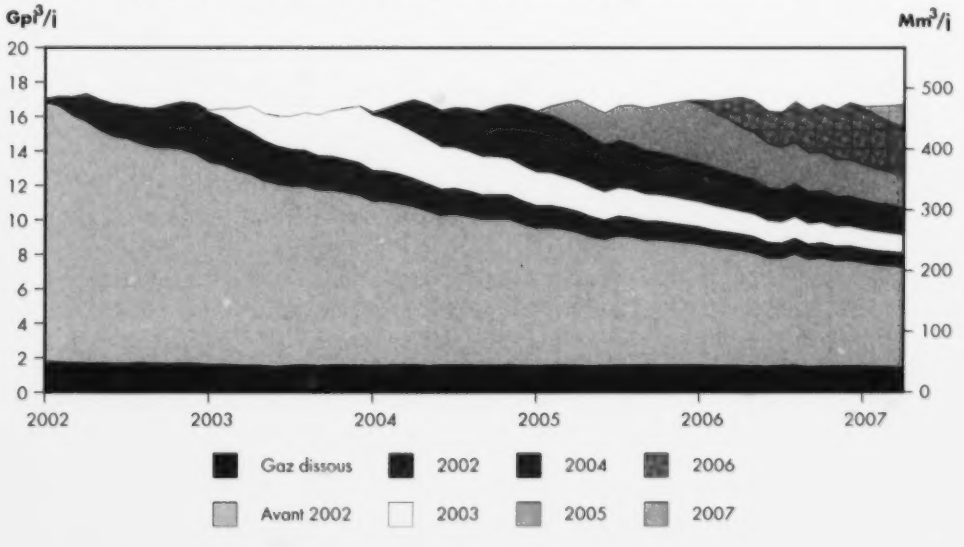
TENDANCES RÉCENTES

3.1 Production et mise en valeur dans le BSOC

La production gazière totale antérieure du BSOC (tous les gaz classiques et le MH) selon l'année de raccordement est illustrée à la figure 3.1. La production gazière du BSOC a été stable ces dernières années, s'établissant à 470 Mm^3/j (16,6 Gpi^3/j), étant donné que les niveaux élevés d'activité de forage ont été annulés par une productivité initiale plus faible des nouveaux puits et, dans certains cas, par des taux de diminution plus élevés. L'importance des activités de forage gazier continues par rapport à la production totale est évidente, près de la moitié de la production à la fin de 2006 provenant des puits mis en service au cours des quatre ou cinq années précédentes. La poursuite des activités de forage gazier est d'importance capitale pour le maintien de la productibilité du BSOC au niveau où elle s'est située ces dernières années.

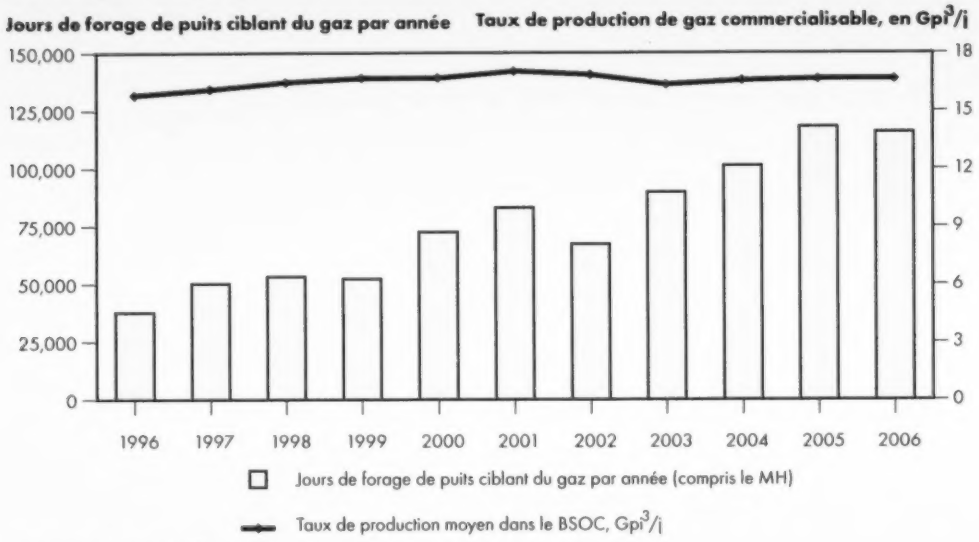
Tout au long de la période de production stable des dernières années, les activités de forage de puits ciblant du gaz se sont généralement intensifiées. La figure 3.2 indique le nombre de forages de puits ciblant du gaz (y compris le MH) chaque année depuis 1996 et la productibilité totale annuelle moyenne dans le BSOC pendant cette période. Presque chaque année de 2000 à 2005, les activités de forage gazier étaient limitées par la capacité du parc grandissant d'appareils de forage du Canada.

Production gazière totale dans le BSOC selon l'année de raccordement



Source : Analyse par l'Office des données de GeoScout sur les puits

Production gazière annuelle moyenne dans le BSOC et nombre de jours de forage de puits ciblant du gaz par année



Source : Analyse par l'Office des données de GeoScout sur les puits

Pendant cette période, les activités de forage annuelles, même croissantes, ont seulement réussi à maintenir la productibilité du BSOC.

Au milieu de 2006, les activités de forage ont commencé à ralentir dans le BSOC. Ce ralentissement est nettement illustré dans la figure 3.3, où sont indiquées les semaines de disponibilité actives cumulatives dans le BSOC pour chacune des dernières années. Les activités de forage en 2006 promettaient d'être considérablement plus intenses qu'en 2005, mais le vent a tourné vers le milieu de l'année, après quoi le rythme a ralenti de façon marquée et le nombre total de semaines de disponibilité actives en 2006 s'est retrouvé légèrement en deçà de celui de 2005. Le ralentissement des activités de forage s'est poursuivi jusqu'en 2007 et, à ce jour, aucun indice ne pointe vers le rétablissement à la tendance précédente où le forage s'effectuait presque au maximum de la capacité. Les raisons du ralentissement des activités de forage sont économiques et elles seront étudiées plus à fond dans la section 3.2 ci-dessous.

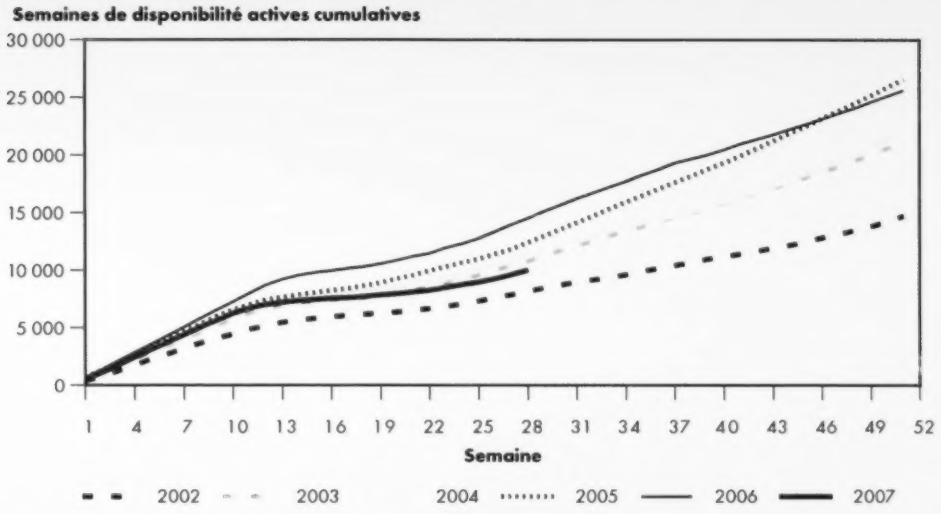
3.2 Coûts de mise en valeur des nouvelles sources d'approvisionnement gazières dans le BSOC

La relation entre les coûts de mise en valeur et le prix du gaz naturel a eu une forte incidence sur les activités de forage dans le BSOC. Les nouveaux approvisionnements découlant des activités futures de forage gazier constitueront un facteur très important du maintien de la productibilité dans le BSOC.

Il est utile d'examiner les facteurs économiques influençant la mise en valeur des nouvelles sources d'approvisionnement pour comprendre les niveaux d'activité de forage dans le BSOC. Des dépenses en immobilisations sont engagées pour forer chaque puits et, si l'entreprise s'avère un succès, d'autres dépenses sont engagées pour compléter le puits et le raccorder aux installations de traitement et au réseau pipelinier. Lorsque le puits entre en service, la production de revenus commence. Une fois que le puits a atteint son taux de production initiale, ce taux diminue naturellement. Pendant tout le processus de production, d'autres frais sont engagés, surtout pour l'exploitation et le paiement des

FIGURE 3.3

Semaines de disponibilité actives cumulatives par année dans le BSOC, 2002 à 2007



Source : Rapport *Rig Locator* du Nickle's Energy Group

redevances, jusqu'au moment où la limite économique d'exploitation est atteinte et que le puits est abandonné. Pour que le puits soit rentable, les revenus engendrés au cours de la vie productive doivent couvrir tous les coûts et offrir au producteur un rendement du capital investi.

Les coûts du cycle complet représentent le coût total associé à l'exploitation d'un puits. Divers producteurs consultés ont indiqué que les coûts actuels du cycle complet dans le BSOC sont de l'ordre de 8 $CAN le GJ. Les principales composantes de coût du cycle complet sont les suivantes :

- coûts de découverte et de mise en valeur
- frais d'exploitation
- redevances

L'Office a réalisé une estimation indépendante de ces trois grandes catégories de coût de mise en valeur des nouvelles sources d'approvisionnement en gaz pour chacune des années depuis 1996. Comparer les coûts au prix donne un aperçu du climat économique favorable à la mise en valeur des nouvelles sources d'approvisionnement. Les méthodes utilisées pour obtenir les estimations historiques concernant chacun des trois coûts principaux sont abordées dans l'annexe A.

Les coûts de découverte et de mise en valeur sont une mesure des dépenses en immobilisations engagées selon le volume de gaz mis en valeur, et deux facteurs sous-jacents distincts entrent en jeu. Le premier de ces facteurs est le taux de découverte, qui représente le volume de gaz mis en valeur à la suite d'un certain effort de mise en valeur (GJ/jour de forage). Le taux de découverte dépend du potentiel géologique et de l'efficience de l'exploitation, et il existe une tendance bien établie de décroissance du taux de découverte d'une année à l'autre dans le BSOC. Il est fort probable que le taux de découverte dans les prochaines années soit quelque peu inférieur au taux actuel, ce qui tend à faire monter les coûts de découverte et de mise en valeur.

Le deuxième facteur sous-jacent est le coût engagé pour un effort de mise en valeur donné. Ce coût est établi par le jeu de l'offre et de la demande des services en amont et, par conséquent, ce facteur

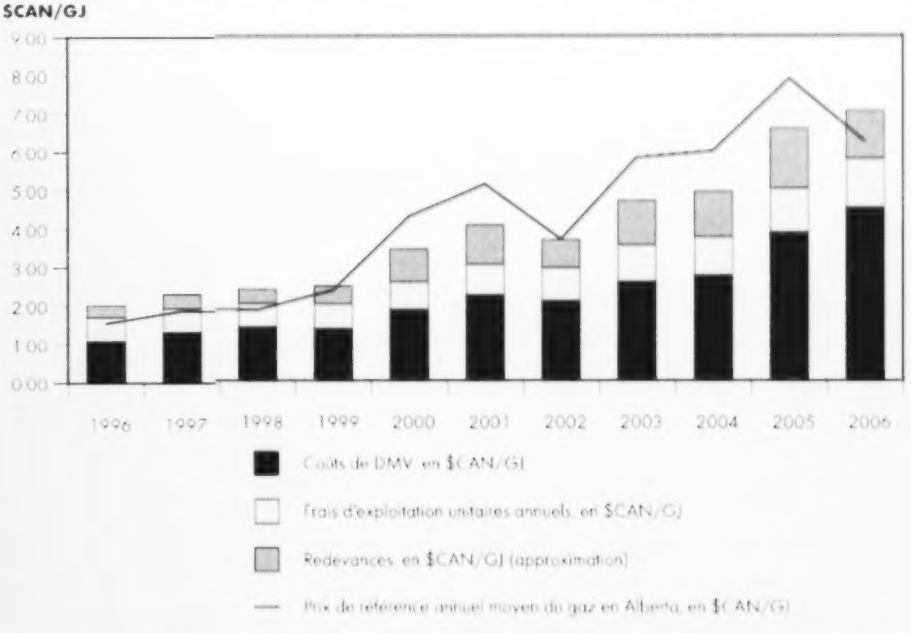
comporte une certaine élasticité. Cependant, cette élasticité est limitée en raison des coûts élevés persistants des principaux intrants du secteur des services, notamment la main-d'œuvre, l'acier et le carburant.

La figure 3.4 compare les principaux coûts établis pour le BSOC et le prix de référence du gaz albertain pour les années de 1996 à 2005. Il convient de souligner que toutes les valeurs de coût présentées à la figure 3.4 sont des estimations de l'Office établies selon les méthodes décrites à l'annexe A.1. Malgré la nature approximative de ces valeurs, l'examen de ces données donne un aperçu utile des tendances qui caractérisent le forage au cours des dernières années et des facteurs de l'activité de forage dans les années à venir.

Les coûts annuels de découverte et de mise en valeur, les frais d'exploitation et les redevances représentent les dépenses engagées pour assurer une production commercialisable. La production commercialisable est mesurée comme suit : les volumes de gaz disponibles à la sortie des usines de chantier qui alimentent les principaux réseaux pipeliniers. Outre ces trois principaux coûts, il faut tenir compte du rendement du capital investi requis par les producteurs. Le prix de référence du gaz albertain est destiné à représenter le prix moyen du marché pour les ventes de gaz en Alberta à la sortie de l'usine. Il est utilisé dans le présent rapport comme indicateur du prix moyen du marché pour la production dans le BSOC. Le lien historique entre les principaux coûts et le prix du gaz offre une bonne indication du climat économique entourant la mise en valeur des nouvelles sources d'approvisionnement au cours des dernières années.

Autant la variété de zones gazières prometteuses est grande dans l'Ouest canadien, autant varient le coût et la durée de production des puits. En outre, les prix peuvent varier au cours de la vie d'un puits, notamment si l'on a choisi d'accepter leur variabilité sur le marché au comptant plutôt que de les fixer

Principaux coûts et prix approximatifs dans le BSOC, 1996 – 2006



Sources : Analyse par l'Office des statistiques de l'ACPP; estimations de l'Office concernant la récupération du gaz selon l'année de raccordement; calcul des prix de référence mensuels en Alberta.

au moyen d'opérations de couverture. En raison de cette variabilité des coûts, des prix et des attentes, certaines activités de forage demeurent rentables même lorsque les coûts moyens sont supérieurs aux prix moyens.

Pour toutes les années de 2000 à 2005, à l'exception de 2002, le prix moyen a largement dépassé la moyenne de la totalité des principaux coûts. De plus, pour chacune de ces années, les activités de forage étaient très vigoureuses, avec le parc d'appareils de forage dans le BSOC fonctionnant près de la capacité maximale. En 2002, lorsque le prix a chuté à peu près au même point que le total des coûts, les activités de forage ont sensiblement diminué (voir la figure 3.2).

Les activités de forage étaient très vigoureuses en 2006 jusque vers le milieu de l'année, parce qu'elles étaient stimulées par des prix élevés durant l'hiver de 2005-2006. Au printemps de 2006, on a assisté à une période soutenue de prix plus faibles, ce qui a modifié le lien entre les principaux coûts et le prix, de sorte qu'il y a eu baisse généralisée des activités de forage dans le BSOC. Le prix en 2006 s'est situé en moyenne à environ 6,20 $CAN/GJ, ce qui était, encore une fois, en deçà de la moyenne des coûts estimatifs de l'année.

3.3 Autres tendances et événements pertinents relatifs à la mise en valeur du gaz

L'escalade des coûts et la diminution de l'efficience du forage étaient des symptômes d'une surchauffe des conditions économiques dans le secteur du forage du pétrole et du gaz naturel de l'Ouest canadien en 2006. Comme le gonflement des coûts a obligé les entreprises à épuiser prématurément leur budget de forage, les activités de forage dans le deuxième semestre de l'année ont pris encore plus de recul par rapport au rythme trépidant de 2005 et ont même atteint un niveau inférieur à celui de 2004. Le stockage du gaz plus rapidement que prévu a contribué à ramener les prix de gaz naturel dans l'Ouest canadien, à la fin de septembre 2006, à leur niveau le plus bas depuis 2002.

Les budgets de forage en 2007 ont été établis à peu près au même moment où les prix du gaz naturel atteignaient leur niveau le plus bas, soit en septembre-octobre 2006. Le pessimisme face aux prix du gaz naturel a coïncidé avec une hausse estimative des dépenses en immobilisations de l'ordre de 5 G$CAN en 2007 pour les projets d'exploitation des sables bitumineux albertains et avec de meilleures conditions économiques pour le forage du pétrole classique et du pétrole lourd. En l'absence d'une hausse prévue des dépenses en immobilisations totales en amont en 2007, il semble que toute l'augmentation des dépenses liées au pétrole et aux sables bitumineux pourrait provenir des budgets de forage gazier. Cela pourrait occasionner une réduction d'à peu près 8 G$CAN ou de 35 % des dépenses relatives au forage gazier en 2007.

S'ajoutant à la réduction des activités de forage gazier, l'élargissement du parc d'appareils et de services de forage de l'Ouest canadien en 2007 a fait baisser le taux d'utilisation. Même si certains appareils nouvellement construits ont été affectés à des projets aux É.-U., le parc canadien a crû de 844 à 885 appareils au premier semestre de 2007. Le taux d'utilisation des appareils de forage au cours du premier semestre de 2007 a baissé à 40 %, comparativement à 65 % au cours de la période correspondante de 2006. Le taux d'utilisation plus faible s'est soldé par le remplacement d'anciens appareils moins efficaces par de nouveaux appareils, moins de travail effectué par des équipes de forage inexpérimentées et la capacité des services de suivre le rythme des activités de forage pour ainsi réduire le nombre de retards. On s'attend à ce que ces facteurs contribuent à améliorer le rendement du forage (mètres forés par jour) en 2007.

Même si l'inflation des coûts liés à l'exploitation des sables bitumineux en Alberta et la croissance économique à l'échelle mondiale continuent d'exercer des pressions sur les coûts des intrants tels

que la main-d'œuvre, l'acier, le carburant et les services, le taux d'utilisation plus faible a fait que les exploitants ont réduit le nombre de jours de forage. Grâce aux coûts de forage plus faibles et à l'amélioration du rendement, certains producteurs ont commencé à signaler des baisses du coût des puits forés variant de 10 % à 30 % par rapport aux niveaux de 2006. Une partie de ces baisses a été contrée par l'appréciation du dollar canadien, les revenus découlant des exportations vers les É.-U. étant libellés en dollars américains.

Les intervenants demeurent optimistes quant à la prospectivité des gisements de gaz naturel du BSOC, les réserves récupérables restantes de gaz classique étant évaluées à elles seules à 2 600 Tm^3 (92 Tpi^3) à la fin de 2004. Des volumes importants de gaz non classique (MH, gaz de réservoirs étanches et gaz de schiste) seront probablement ajoutés aux réserves récupérables à mesure que les producteurs continueront de mieux connaître ces ressources et de mettre au point les techniques nécessaires pour les exploiter. Cependant, les études récentes sur le coût de l'offre et les impressions générales au sein de l'industrie laissent entrevoir que, même avec les réductions de coût récentes, les prix de gaz naturel dans l'Ouest canadien devront peut-être dépasser 7 $CAN/GJ, voire 8 $CAN/GJ avant que les marges soient suffisantes pour que l'intensité des activités de forage revienne au niveau des 18 000 puits ciblant du gaz par année enregistré en 2004 et 2005.

Après s'être concentrée de plus en plus pendant des années sur le gaz à faible profondeur et le MH, l'industrie a grandement réduit ses activités concernant ce gaz dans l'Ouest canadien et s'est tournée vers des cibles plus profondes du côté ouest du bassin. La profondeur moyenne des puits de gaz dans le BSOC en 2006 était d'environ 1 080 mètres, comparativement à quelque 960 mètres en 2003.

Les investissements consacrés à la mise en valeur du gaz naturel en amont peuvent subir les effets de l'incertitude fiscale qui règne en raison de la modification de la politique fiscale concernant les fiducies de revenus du secteur énergétique et l'examen du régime de redevances en Alberta. Certaines de ces fiducies ont signalé que l'incertitude entourant le changement de situation fiscale prévu pour 2011 a rendu plus difficile la mobilisation de capitaux et, par le fait même, l'achat de propriétés productives. Il est possible que l'incertitude des fiducies se soit propagée dans le secteur des petites sociétés pétrolières et gazières (moins de 10 000 BEP/jour), puisque la stratégie d'un bon nombre de ces entreprises consistait à croître jusqu'à une certaine taille puis à vendre leurs actifs de production aux fiducies.

La décision de l'Alberta Energy and Utilities Board d'autoriser le mélange de flux de gaz provenant de différentes zones de MH dans Horseshoe Canyon au lieu d'exiger l'approbation des projets individuellement a été vue à l'origine comme menant probablement à une mise en valeur beaucoup plus intensive du MH en Alberta. Toutefois, la faible productivité et la longue durée de production des puits de MH de Horseshoe Canyon, par rapport à l'escalade du coût en capital nécessaire pour forer, compléter et raccorder le grand nombre de puits requis, ainsi que pour forer et surveiller les puits d'essai, ont entraîné une réduction importante des activités entourant le MH.

Certaines entreprises commencent à examiner le potentiel du gaz de schiste dans des régions de l'Alberta et du nord-est de la C.-B. en se basant sur la mise en valeur réussie du gaz de schiste aux É.-U., notamment dans le secteur Barnett Shale dans l'est du Texas. L'intérêt se manifeste depuis peu dans l'Ouest canadien et les puits forés sont généralement au stade expérimental, sans qu'aucune information ne soit publiée.

Sur la côte est, la production de gaz à l'île de Sable s'est accrue et un gisement inexploité a été remis en production par l'ajout de compression extracôtière. La production a aussi augmenté dans le gisement terrestre McCully, au Nouveau-Brunswick. Toutes les autres activités extracôtières touchent le pétrole. On s'attend à ce que la contribution à la production gazière canadienne à partir de la

Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick augmente à une moyenne de 12,5 Mm^3/j (0,44 Gpi^3/j) en 2007 avec l'ajout de compression.

La capacité de stockage de gaz s'est accrue de 12 % environ pour atteindre 127 Mm^3 (4,5 Tpi^3) alors que la demande est demeurée relativement stable. Par suite de conditions météorologiques hivernales relativement clémentes, cela a donné lieu à un excédent de stockage plutôt permanent après la saison de chauffage, lequel a eu pour effet de faire pression vers le bas sur les prix du gaz à la fin de l'été et à l'automne. Si l'excédent des stocks de gaz à la fin de l'hiver devait persister, cela pourrait réduire à la longue l'écart entre les prix pratiqués l'hiver et ceux de l'été.

Les importations de GNL aux É.-U. ont augmenté considérablement en 2007 étant donné que de nouvelles installations de production de GNL ont commencé à fonctionner et que les besoins en GNL en Europe ont reculé après que l'hiver doux eut laissé des stocks de gaz excédentaires sur ce continent. Une plus grande quantité de GNL importé en Amérique du Nord a accéléré la reconstitution des stocks et contribue à faire reculer les prix.

APERÇU DES SCÉNARIOS

Au Canada, la majeure partie de la production de gaz provient du BSOC, où les activités de forage gazier jouent un rôle important dans la détermination de la productibilité future. Ces activités ont ralenti de façon marquée dans l'Ouest canadien vers le milieu de 2006, les producteurs ayant réduit leurs investissements en raison de la conjoncture peu favorable. Dans le présent rapport, trois scénarios sont examinés, ce qui reflète l'incertitude à l'égard du niveau d'activité de forage au cours de la période de projection.

Ce sont les conditions économiques qui déterminent l'ampleur des investissements dans les activités de forage. Les facteurs clés qui influent sur les conditions économiques des activités de forage gazier dans le BSOC sont le prix, les coûts et le taux de découverte. La relation entre ces facteurs a été traitée au chapitre 3. L'environnement actuel en ce qui concerne le prix, les coûts et le taux de découverte ne favorise pas un fort niveau de mise en valeur.

Le coût moyen des services en amont a diminué en 2007 par rapport aux niveaux de 2006, en raison d'une activité plus faible au sein de l'industrie. Le coût des intrants tels que la main-d'œuvre, l'acier et le carburant demeure trop élevé pour qu'il soit possible d'effectuer d'autres compressions. Le taux de découverte dans le BSOC dépend surtout du potentiel géologique et suit une tendance nette depuis de nombreuses années. Il est donc un facteur relativement constant dans l'équation des conditions économiques. Le prix est potentiellement très variable. On s'attend à ce que cette variabilité soit le facteur clé qui influera sur les conditions économiques et qui aura ainsi une incidence sur les niveaux d'activité de forage dans le BSOC.

Le prix du gaz naturel est établi dans le contexte du marché nord-américain du gaz. Beaucoup de facteurs influençant le marché nord-américain du gaz sont liés aux conditions météorologiques et sont donc plutôt instables et imprévisibles. Les ouragans dans le golfe du Mexique peuvent grandement perturber l'approvisionnement en gaz provenant de cette région. Les conditions météorologiques en Amérique du Nord ont une forte incidence sur la demande de gaz, tant l'hiver que l'été. La demande de gaz en Europe, qui elle aussi dépend des conditions météorologiques, peut occasionner de grandes fluctuations du volume de GNL destiné à être importé en Amérique du Nord. En raison de l'influence de ces facteurs instables sur le marché nord-américain du gaz, le prix est lui aussi instable et peut être difficile à prédire.

En raison des incertitudes propres au marché, trois scénarios de la productibilité de gaz au Canada ont été élaborés : **scénario de référence, scénario d'activité forte et scénario d'activité faible**. Chaque scénario est lié à certaines conditions du marché qui donnent lieu à des hypothèses en termes d'investissement dans les activités de forage et de coûts de forage moyens. Les niveaux d'investissement et de coûts en matière de forage ont été choisis en tenant compte des consultations effectuées auprès de l'industrie, de l'incidence des conditions du marché qui prévalent pour chaque scénario et des tendances historiques.

Le total des investissements pour les activités de forage dans le BSOC est présenté à la figure 4.1 pour chaque scénario. Dans le **scénario de référence**, ces investissements diminuent d'environ 35 % en 2007 par rapport au niveau de 2006 de 22,3 G$CAN. Ce scénario suppose que les conditions du marché provoqueront une légère hausse du prix annuel moyen du gaz entre 2007 et 2008, entraînant ainsi une augmentation de 5 % des investissements dans les activités de forage en 2008 par rapport à 2007.

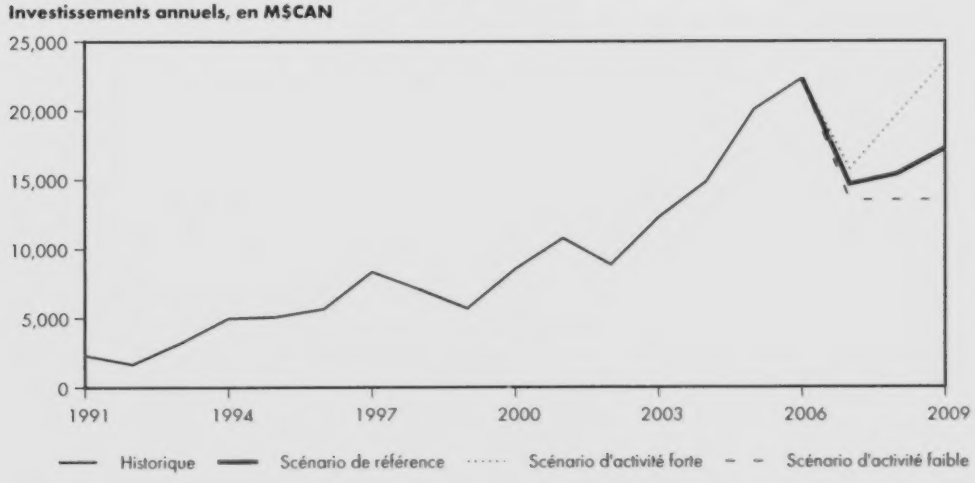
Dans le **scénario d'activité forte**, les investissements dans les activités de forage diminuent d'environ 30 % en 2007 par rapport au niveau de 2006 de 22,3 G$CAN. Toutefois, ces investissements en 2008 augmentent de 25 % par rapport au niveau de 2007 et d'un autre 20 % en 2009. Parmi les facteurs qui pourraient expliquer ce scénario, mentionnons la baisse des importations de GNL en Amérique du Nord, les perturbations possibles dans le réseau d'approvisionnement causées par des ouragans dans le golfe du Mexique et la forte demande sur le marché.

Dans le **scénario d'activité faible**, les investissements correspondants chutent d'environ 40 % en 2007 et se maintiennent à ce niveau en 2008 et en 2009. Parmi les conditions du marché pouvant expliquer ce scénario, mentionnons la forte augmentation des importations de GNL en Amérique du Nord, un approvisionnement national croissant aux É.-U. sans perturbations majeures et une demande plus faible sur le marché.

Le coût des activités de forage varie aussi légèrement entre les différents scénarios, ce qui reflète une demande plus ou moins forte pour les services en amont. Dans les trois scénarios, les coûts moyens par jour de forage enregistrent une baisse hypothétique d'environ 7 % entre 2006 et 2007. Selon le **scénario de référence**, les coûts par jour de forage chutent de nouveau de 7,5 % entre 2007 et 2008, puis augmentent de 3 % en 2009. Selon le **scénario d'activité forte**, les coûts par jour de forage chutent de 5 % entre 2007 et 2008, puis augmentent de 4 % en 2009. Selon le **scénario d'activité faible**, les coûts par jour de forage baissent de 10 % entre 2007 et 2008, puis augmentent de 2 % en 2009.

FIGURE 4.1

Niveaux d'investissement dans les activités de forage pour l'Alberta, la C.-B. et la Saskatchewan selon le scénario de projection

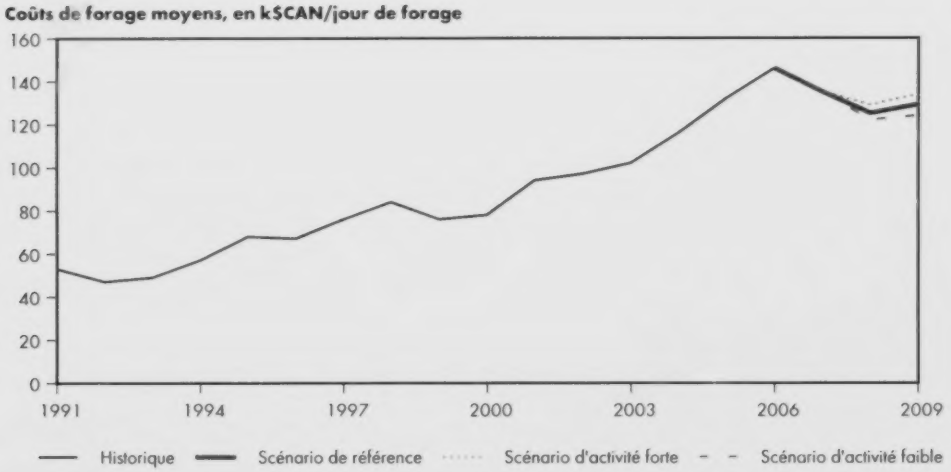


Source : Statistiques de l'ACPP pour les niveaux d'investissement historiques dans les activités de forage

Les fluctuations observées dans les niveaux d'investissement dans les activités de forage et dans les coûts par jour de forage produisent différentes projections d'activité de forage gazier dans le BSOC pour chaque scénario. La méthode utilisée pour déterminer les niveaux d'activité de forage gazier en fonction des investissements dans les activités de forage et des coûts par jour de forage est décrite en détail à l'annexe B. Différents niveaux d'activité de forage gazier entraînent des projections de productibilité différentes.

Les projections totales sur le forage ciblant du gaz relatives à chaque scénario sont résumées au tableau 4.1. Des renseignements plus détaillés au sujet de ces projections sont disponibles à l'annexe C. Même selon le scénario d'activité forte, les forages n'atteignent pas le nombre de puits ciblant du gaz de 18 000 obtenu en 2005.

Coûts de forage moyens dans le BSOC par jour de forage selon le scénario de projection



Source : Pour les coûts de forage - Statistiques de l'ACPP, 2006 et années antérieures. Pour les jours de forage - Analyse par l'Office des données de GeoScout sur les puits, 2006 et années antérieures.

Projections concernant le forage et les raccordements dans le BSOC selon les trois scénarios

	Nombre de puits ciblant du gaz par année (MH inclus)			Nombre de raccordements pour le gaz par année (MH inclus)		
	Scénario D'ACTIVITÉ FAIBLE	Scénario DE RÉFÉRENCE	Scénario D'ACTIVITÉ FORTE	Scénario D'ACTIVITÉ FAIBLE	Scénario DE RÉFÉRENCE	Scénario D'ACTIVITÉ FORTE
2007	10 734	**11 620**	12 514	10 974	**11 879**	12 793
2008	11 293	**12 490**	15 591	11 489	**12 706**	15 861
2009	10 925	**13 401**	17 469	11 069	**13 578**	17 710

MÉTHODOLOGIE

La productibilité de gaz naturel au Canada pendant la période de projection sera principalement attribuable à l'offre de gaz classique provenant du BSOC, à laquelle se grefferont les contributions en provenance du Canada atlantique et la production de MH en Alberta, qui prend de l'ampleur. Dans le présent rapport, les tendances quant aux caractéristiques de production des puits et des attentes en matière de mise en valeur de la ressource sont évaluées en vue de déterminer les paramètres qui définissent la productibilité de gaz naturel future dans le BSOC. Une approche différente est utilisée pour le Canada atlantique où la production provient d'un très petit nombre de puits.

Plutôt que de présenter ces procédés techniques et les résultats détaillés dans le corps du rapport, cette information peut être obtenue aux annexes suivantes :

Annexe B. Méthodologie utilisée et paramètres consécutifs

1. Méthodologie (description détaillée)
2. Paramètres De Productibilité – Résultats
3. Paramètres de rendement par groupe de raccordements existants
4. Paramètres historiques et projetés à l'égard des raccordements moyens

Annexe C. Renseignements sur les projections de forage

1. Facteurs d'affectation du nombre de jours de forage ciblant du gaz aux regroupements de ressources
2. Projections détaillées concernant le forage et les raccordements selon les scénarios

Les paramètres obtenus grâce à l'analyse effectuée dans le cadre de ce rapport ont été incorporés dans un modèle pour obtenir les projections de productibilité. Tel qu'il est indiqué au chapitre 4, étant donné que les conditions du marché suscitent de grandes incertitudes à l'égard des activités de forage futures dans le BSOC, des projections de productibilité ont été établies pour trois différents scénarios d'activité de forage gazier. Ces projections sont présentées au chapitre 6.

PERSPECTIVES DE PRODUCTIBILITÉ

Trois scénarios de projections de la productibilité ont été analysés dans le présent rapport : scénario de référence, scénario d'activité forte et scénario d'activité faible. Les scénarios reflètent différents niveaux d'activité de forage gazier éventuels dans le BSOC au cours de la période de projection. Les perspectives de productibilité de l'Office selon la zone ou le groupe de ressources pour le scénario de référence sont indiquées au tableau 6.1 ci-dessous. Des tableaux semblables pour les scénarios d'activité forte et d'activité faible sont disponibles à l'annexe D.

Le tableau 6.1 montre la production annuelle moyenne pour 2006 et la productibilité annuelle moyenne prévue pour 2007, 2008 et 2009, pour chaque regroupement. On s'attend à ce que la

Perspectives de productibilité de gaz au Canada selon la zone et le groupe de ressources – SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE

Zone	Données réelles		Projections					
	2006		2007		2008		2009	
	Mm^3/j	Gpi^3/j	Gpi^3/j	MMcf/d	Gpi^3/j	MMcf/d	Gpi^3/j	MMcf/d
AB - Piémonts	22,37	790	22,65	800	22,41	791	22,20	784
AB - Z. fr. piémonts	131,20	4 631	130,45	4 605	125,54	4 431	122,25	4 315
AB - Sud-est	74,75	2 639	71,23	2 514	66,45	2 346	61,78	2 181
AB - Centre-est	16,28	575	14,75	521	13,17	465	11,77	415
AB - Centre	48,14	1 699	44,65	1 576	40,19	1 419	36,52	1 289
AB - Nord-est	21,11	745	18,54	655	16,35	577	14,45	510
AB - Nord-ouest	48,81	1 723	46,10	1 627	41,71	1 472	38,55	1 361
BC - Fort St. John	40,12	1 416	39,73	1 402	37,74	1 332	36,42	1 285
BC - Fort Nelson	21,92	774	20,10	709	17,91	632	16,51	583
BC - Piémonts	12,15	429	12,66	447	12,23	432	11,93	421
SK - Centre	4,95	175	4,43	157	4,06	143	3,70	131
SK - Sud-ouest	14,63	516	13,23	467	12,24	432	11,22	396
SK - Sud-est	0,92	33	1,01	36	1,00	35	0,99	35
Yukon et T. N.-O.	0,77	27	0,67	24	0,61	21	0,55	19
Total du gaz classique dans le BSOC	**458,13**	**16 172**	**440,20**	**15 539**	**411,61**	**14 530**	**388,86**	**13 727**
AB MH - Formation principale de Horseshoe Canyon	12,62	445	15,54	548	16,79	593	17,75	627
AB MH - Mannville	1,30	46	2,26	80	3,22	114	4,43	157
AB MH - Autre	0,58	21	0,65	23	0,63	22	0,65	23
Total du MH en Alberta	**14,50**	**512**	**18,45**	**651**	**20,64**	**729**	**22,83**	**806**
Total du gaz dans le BSOC	**472,63**	**16 684**	**458,65**	**16 190**	**432,25**	**15 258**	**411,69**	**14 533**
Canada atlantique	9,98	352	12,41	438	13,09	462	11,72	414
Ailleurs au Canada	0,70	25	0,67	24	0,65	23	0,63	22
Total au Canada	**483,31**	**17 061**	**471,73**	**16 652**	**445,98**	**15 743**	**424,04**	**14 969**

productibilité annuelle moyenne canadienne diminue et passe de 483 Mm^3/j (17,1 Gpi^3/j) en 2006 à 424 Mm^3/j (15,0 Gpi^3/j) en 2009.

Un examen plus détaillé des projections de productibilité du BSOC pour le scénario de référence, et les projections de productibilité du Canada atlantique et de l'ensemble du Canada (scénario de référence) sont présentés ci-après. Les projections de productibilité totale canadienne pour les trois scénarios sont résumées à la section 6.5.

6.1 BSOC – Scénario de référence

Les sections 6.1.1 et 6.1.2 ci-après traitent des projections de productibilité pour le gaz classique et le MH dans le BSOC selon le scénario de référence. Avec la diminution projetée de la productibilité de gaz classique et l'augmentation prévue de la productibilité de MH, la productibilité totale dans le BSOC selon le scénario de référence devrait chuter de 473 Mm^3/j (16,7 Gpi^3/j) en 2006 à 412 Mm^3/j (14,5 Gpi^3/j) en 2009.

6.1.1 *Gaz classique*

D'après le scénario de référence, on s'attend à ce que la productibilité annuelle moyenne de gaz classique dans le BSOC diminue au cours de la période de projection pour passer de 458 Mm^3/j (16,2 Gpi^3/j) en 2006 à 389 Mm^3/j (13,7 Gpi^3/j) en 2009. La productibilité de gaz classique enregistrée dans la plus importante province productrice, l'Alberta, devrait diminuer pendant la période de projection et passer d'environ 363 Mm^3/j (12,8 Gpi^3/j) en 2006 à 308 Mm^3/j (10,9 Gpi^3/j) en 2009. Des diminutions de la production de gaz classique sont prévues dans toutes les régions de l'Alberta. Les diminutions de productibilité prévues dans la zone frontale des piémonts et dans les piémonts de l'Alberta sont beaucoup moins importantes que celles projetées dans d'autres régions de l'Alberta, ce qui reflète une proportion croissante des investissements dans les activités de forage futures qui devraient être consentis dans ces zones. Selon le scénario de référence, on s'attend à ce que la productibilité en C.-B. diminue et passe d'environ 74 Mm^3/j (2,6 Gpi^3/j) en 2006 à 65 Mm^3/j (2,3 Gpi^3/j) en 2009. Selon le scénario de référence, la productibilité totale de gaz en Saskatchewan diminue et passe d'environ 21 Mm^3/j (0,72 Gpi^3/j) en 2006 à 16 Mm^3/j (0,56 Gpi^3/j) en 2009.

La figure 6.1 fait état des perspectives de productibilité de gaz classique dans le BSOC, par zone, selon le scénario de référence. Après de nombreuses années d'une production presque stable, la diminution générale projetée de la productibilité de gaz classique dans le BSOC paraît évidente sur ce graphique. Les niveaux de production stables étaient le résultat de niveaux de forage toujours croissants qui, en grande partie, ont compensé la productivité initiale décroissante des nouveaux puits de gaz dans le BSOC. La diminution projetée des niveaux d'activité de forage gazier durant 2009, combinée à la tendance à la baisse de la productivité initiale des puits, entraînera un déclin de la productibilité de gaz classique.

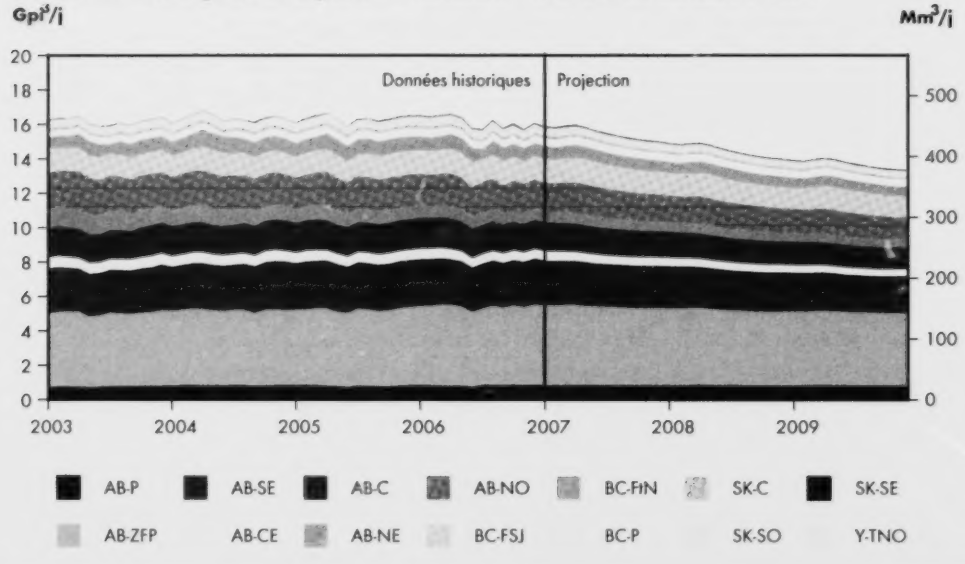
6.1.2 *BSOC – Méthane de houille*

Depuis 2003, la production de méthane de houille s'est accrue sensiblement dans le BSOC. Toutefois, le MH ne représente encore qu'une petite fraction de l'offre de gaz totale dans le BSOC et s'élève à 14,5 Mm^3/j (0,51 Gpi^3/j) ou 3 % de la production totale dans le BSOC en 2006. La figure 6.2 montre la productibilité historique et projetée de MH pour le scénario de référence en fonction du regroupement de ressources. D'après le scénario de référence, on s'attend à ce que la productibilité totale de MH grimpe pour s'établir à 23 Mm^3/j (0,81 Gpi^3/j), soit 5,5 % de la productibilité totale dans le BSOC d'ici 2009.

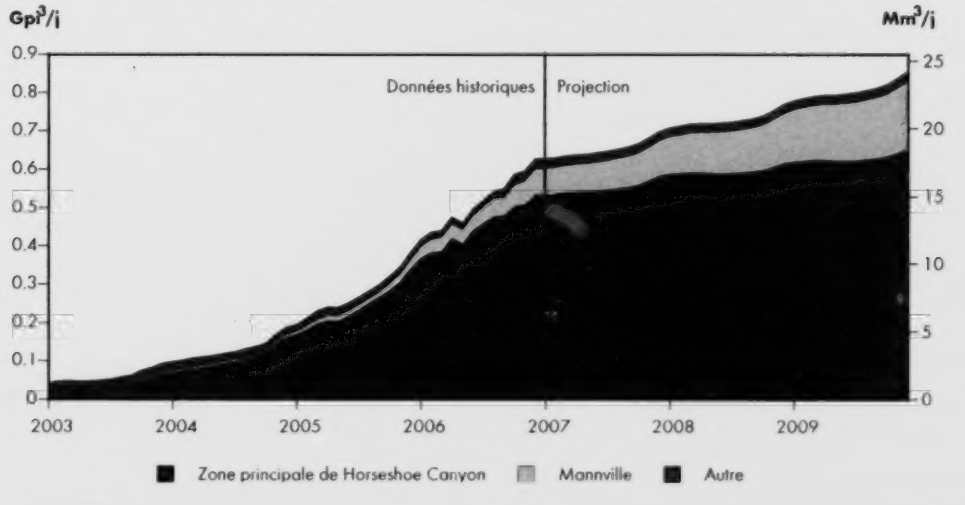
La figure 6.2 montre clairement la croissance ralentie de la productibilité de MH par rapport à la croissance dans les années 2003 à 2006. La mise en valeur du MH est confrontée à des enjeux économiques semblables à ceux auxquels le gaz classique fait face dans la conjoncture actuelle, et le ralentissement généralisé actuel des activités de forage dans le BSOC a eu une incidence sur pratiquement toutes les cibles d'activité de forage, y compris le MH.

La croissance ralentie de la productibilité projetée pour la formation principale de Horseshoe Canyon reflète une diminution des activités de forage au cours de la période projetée et une baisse de production prévue des puits existants. La production de MH Mannville n'a commencé à être évidente qu'en 2005. D'après les projections, elle devrait continuer à augmenter rapidement durant ces phases

Productibilité de gaz classique dans le BSOC – SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE



Productibilité de MH selon la formation – SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE



initiales de mise en valeur et la productibilité devrait plus ou moins tripler entre 2006 et 2009. La croissance de la productibilité de MH Mannville devrait être principalement attribuable aux travaux de mise en valeur commerciale dans la région de Corbett et la contribution d'autres régions devrait aller en augmentant puisque l'industrie cherche à mettre en œuvre d'autres projets ciblant cette ressource. La productibilité des ressources du groupe Autre MH devrait être stable et demeurer faible pour la période de projection.

6.2 Canada atlantique

Tel qu'il est illustré à la figure 6.3, la productibilité estimative au Canada atlantique comprend l'ajout de compression pour le PÉES et la production sur la terre ferme provenant du champ McCully au Nouveau-Brunswick. L'ajout de compression a permis la reprise de la productibilité au champ North Triumph. En raison des incertitudes propres au rendement des puits individuels à des pressions plus faibles, aucune tentative n'a été faite en vue d'affecter l'augmentation de compression de façon distincte selon les champs. On s'attend à ce que la productibilité du PÉES s'établisse à environ 11,9 Mm^3/j (420 Mpi^3/j) en 2007 et qu'elle diminue graduellement pour se situer à environ 10,5 Mm^3/j (370 Mpi^3/j) en 2009.

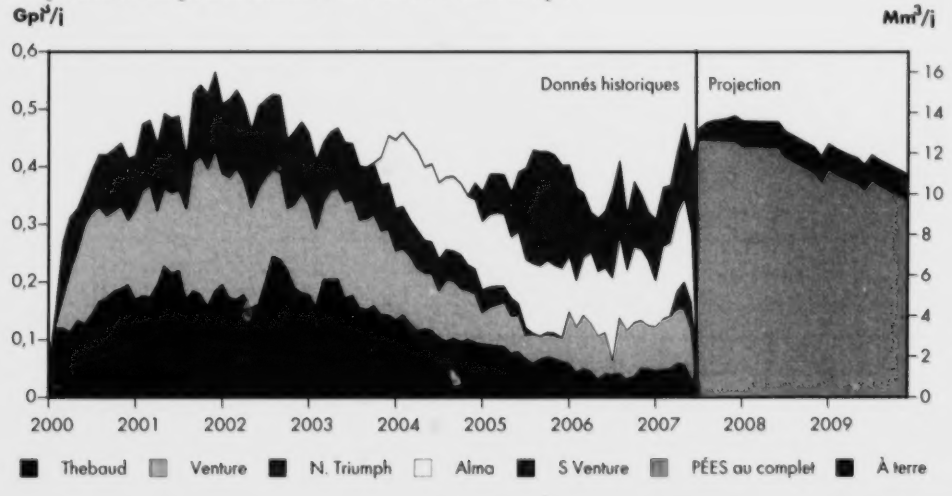
À la fin de juin 2007, la production de McCully a commencé à être exploitée grâce à un raccordement de 50 km au réseau de M&NP. La productibilité du champ devrait graduellement s'accélérer et s'établir à 1,3 Mm^3/j (45 Mpi^3/j) d'ici novembre et demeurer relativement constante à ce niveau durant la période projetée.

6.3 Total – Canada

La figure 6.4 illustre, pour le scénario de référence, les perspectives de productibilité de gaz au Canada en fonction des principales sources d'approvisionnement au cours de la période de projection. On s'attend à ce que la production canadienne totale diminue puisque la réduction des activités de forage gazier prévue au cours de la période de projection entraînera une baisse du nombre de nouveaux puits de gaz. Les différentes conditions éventuelles du marché rendent les projections présentées ci-dessous incertaines étant donné que de faibles niveaux d'activité de forage ou des niveaux d'activité élevés

FIGURE 6.3

Perspectives de productibilité au Canada atlantique

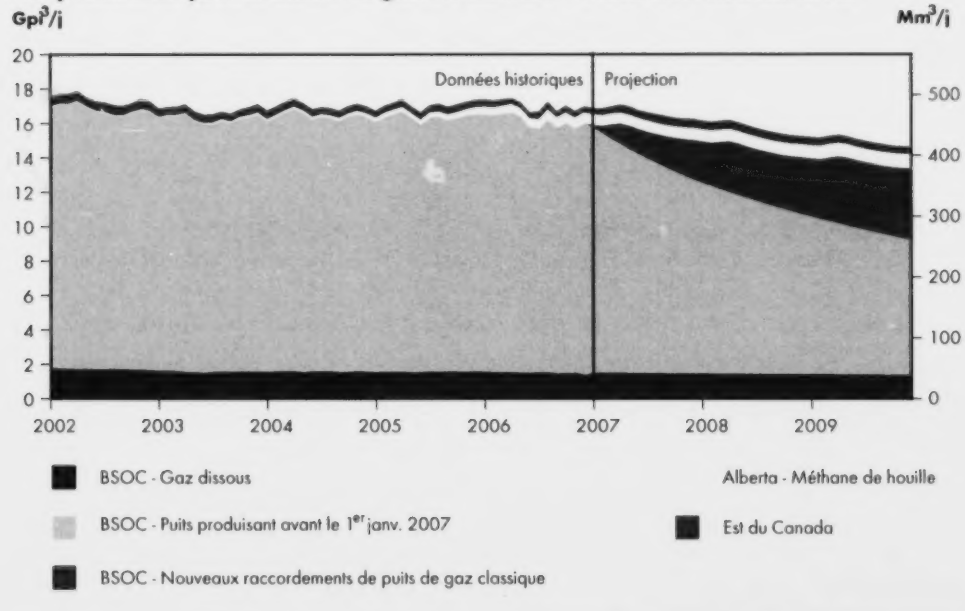


auraient des conséquences importantes sur la productibilité prévue des nouveaux raccordements de puits de gaz. Des diagrammes semblables à la figure 6.4, mais qui montrent les projections de productibilité pour les scénarios d'activité forte et d'activité faible, sont présentés à l'annexe D.

6.4 Synthèse de productibilité selon les scénarios

Dans le cadre de ce rapport, les projections de productibilité ont été réalisées selon trois scénarios, reflétant ainsi l'incertitude entourant les activités de forage gazier dans le BSOC. Le tableau 6.2 présente un résumé de la productibilité annuelle moyenne canadienne pour chaque scénario et la figure 6.5 montre la productibilité en fonction des trois scénarios et de la production historique. La productibilité au Canada devrait diminuer dans les trois scénarios. Selon le scénario de référence, la productibilité annuelle moyenne devrait chuter de 59 Mm^3/j (2,1 Gpi^3/j) entre 2006 et 2009. La productibilité devrait baisser de 35 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) selon le scénario d'activité forte et de 73 Mm^3/j (2,6 Gpi^3/j) selon le scénario d'activité faible.

Perspectives de productibilité de gaz au Canada – SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE

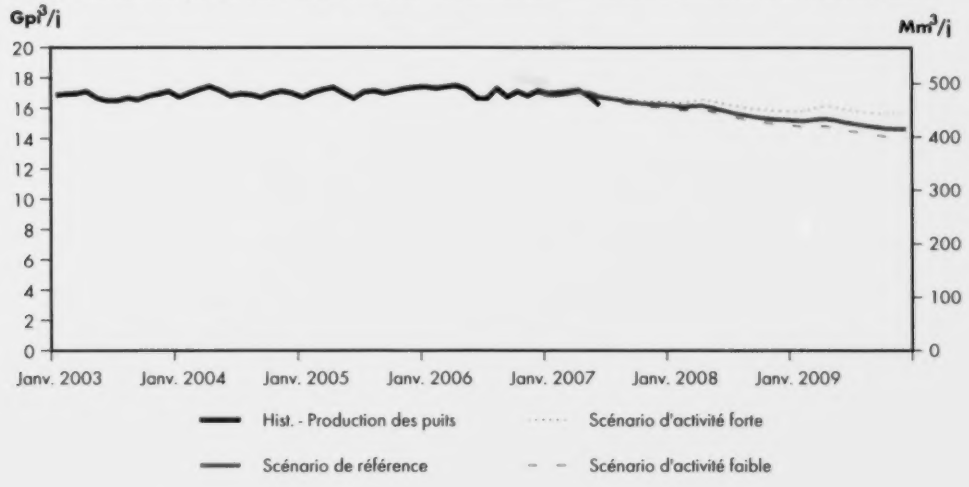


Synthèse de productibilité selon les scénarios

	Production passée		Projections sur la productibilité					
			Scénario d'activité faible		Scénario de référence		Scénario d'activité forte	
	Mm^3/j	Gpi^3/j	Mm^3/j	Gpi^3/j	Mm^3/j	Gpi^3/j	Mm^3/j	Gpi^3/j
2006	483,3	17,06						
2007			468,6	16,54	471,7	16,65	474,9	16,76
2008			438,5	15,48	446,0	15,74	458,7	16,19
2009			410,1	14,48	424,0	14,97	448,8	15,84

FIGURE 6.3

Perspectives de productibilité de gaz au Canada – COMPARAISON DES SCÉNARIOS



6.5 Différences fondamentales par rapport aux projections précédentes

Réduction des activités de forage gazier – Dans le rapport précédent (le rapport de 2006), les activités de forage étaient définies en fonction de facteurs d'utilisation élevée des appareils de forage disponibles. Vu la situation économique défavorable pour la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement en 2007 (tel qu'il a été discuté au chapitre 3), les activités de forage ont été réduites et les niveaux d'utilisation des appareils sont de beaucoup inférieurs aux niveaux prévus dans le rapport de 2006. Dans le présent rapport, les activités de forage ont été prévues en fonction des investissements. La baisse projetée des taux d'investissement pour les années à venir donne lieu à des projections d'activité de forage gazier considérablement inférieure.

Trois scénarios reflètent l'incertitude entourant les activités de forage gazier – Le rapport de 2006 ne présentait qu'une seule projection qui reflétait la meilleure estimation de la productibilité future selon l'Office. Il est important d'effectuer une seule estimation juste de projection de la productibilité, mais en réalité, il existe un haut niveau d'incertitude entourant les activités de forage gazier (tel qu'il a été expliqué en détail au chapitre 4), et les activités de forage gazier futures sont fondamentales à la détermination de la productibilité future. Dans le présent rapport, trois scénarios de productibilité sont présentés, le scénario de référence étant le scénario le plus probable d'après l'Office.

Diminution de la productibilité canadienne – Les projections présentées dans le rapport de 2006 indiquaient que la productibilité au Canada demeurerait à peu près stable à environ 490 Mm^3/j (17,3 Gpi^3/j) pour les années 2006 à 2008. Dans le présent rapport, une réduction importante des activités de forage est prévue pour le BSOC, ce qui provoque une diminution de la productibilité canadienne pour les trois scénarios.

6.6 Productibilité et demande au Canada

Dans le but d'illustrer le contexte du marché quant aux changements relatifs de la productibilité de gaz, les perspectives de l'Office sur la productibilité de gaz et la demande de gaz au Canada, pendant la période de projection, sont présentées au tableau 6.3. La demande de gaz annuelle totale au Canada

devrait s'accroître et passer de 228 Mm^3/j (8,0 Gpi^3/j) en 2006 à 252 Mm^3/j (8,9 Gpi^3/j) en 2009, l'accroissement de la demande provenant surtout de l'utilisation accrue de gaz pour la mise en valeur des sables bitumineux dans l'Ouest canadien. Selon le scénario de référence, on s'attend à ce que la productibilité de gaz fléchisse de 59 Mm^3/j (2,1 Gpi^3/j) au cours de la même période.

Productibilité et demande annuelles moyennes au Canada

	2006		2007		2008		2009	
	Mm^3/j	Gpi^3/j	Mm^3/j	Gpi^3/j	Mm^3/j	Gpi^3/j	Mm^3/j	Gpi^3/j
Productibilité au Canada, scénario de référence	483,3	17,06	471,7	16,65	446,0	15,74	424,0	14,97
Demande dans l'Ouest canadien	130,2	4,59	132,9	4,69	140,6	4,96	148,2	5,23
Demande dans l'Est du Canada	97,8	3,45	99,3	3,51	101,0	3,57	104,1	3,68

Conclusions

- Environ 98 % du gaz produit au Canada continuera de provenir de l'Ouest canadien.
- La majeure partie de la tranche de 2 % restante est attribuable au Canada atlantique, dont la productibilité devrait augmenter à court terme avant de commencer à diminuer graduellement.
- Dans l'Ouest canadien, le côté ouest du bassin, plus profond, fait l'objet de plus en plus d'activités de forage gazier.
- Les activités de forage gazier dans l'Ouest canadien ont chuté de façon spectaculaire depuis le milieu de l'année 2006 car les prix du gaz n'ont pas suivi la hausse des coûts.
- Les coûts de découverte et de mise en valeur du gaz naturel, les frais d'exploitation et les redevances augmentaient depuis 2002 parallèlement aux activités de forage croissantes et aux prix du gaz plus élevés.
- En plus de l'augmentation des coûts pour des services comme le forage, la complétion et le raccordement des puits aux réseaux pipeliniers, les coûts ont également grimpé en raison de la décroissance du taux de découverte. La baisse du taux de découverte est le reflet de la productivité initiale inférieure des nouveaux puits de gaz, dont la diminution est à peu près égale à celle des puits forés au cours des années précédentes.
- En raison d'une utilisation à la baisse, le coût des services a chuté en 2007 par rapport aux niveaux élevés de 2006. S'appuyant sur des consultations auprès de l'industrie, l'Office est d'avis que les coûts annuels moyens du secteur des services en 2007 pourraient être de 7,5 % inférieurs à ceux de 2006. On s'attend à une autre réduction du coût des services en 2008 si l'utilisation des appareils de forage demeure faible.
- L'ampleur des réductions de coûts supplémentaires pourrait être limitée car le coût des produits essentiels (acier, main-d'œuvre et carburant) restera probablement élevé.
- Étant donné les réductions de coûts supplémentaires limitées et une tendance vers des diminutions annuelles du taux de découverte, une augmentation des prix du gaz serait nécessaire pour permettre une intensification de l'activité de forage dans l'Ouest canadien.
- Les prix du gaz naturel sont établis sur le marché nord-américain et varient en fonction de facteurs comme la production nationale américaine, la demande, qui est influencée par les conditions météorologiques, la quantité de gaz stocké et les importations de GNL. La variabilité de ces facteurs fait en sorte qu'il est difficile de prédire où se situeront les prix du gaz, par ailleurs souvent très instables, en Amérique du Nord.
- Afin de prendre en compte une plage raisonnable d'investissements et d'activités de forage éventuels dans l'Ouest canadien au cours de la période de projection, trois scénarios ont été élaborés.
- S'appuyant sur des consultations auprès de l'industrie et sur les tendances actuelles du marché, l'Office présente le scénario de référence comme étant le plus probable.

- On s'attend à ce que la productibilité de gaz au Canada diminue selon les trois scénarios. D'après le scénario de référence, la productibilité de gaz au Canada devrait baisser d'une moyenne annuelle de 483 Mm3/j (17,1 Gpi3/j) en 2006 à 424 Mm3/j (15,0 Gpi3/j) en 2009.
- La productibilité de gaz au Canada en 2009 pourrait varier entre 410 Mm3/j (14,5 Gpi3/j) et 449 Mm3/j (15,8 Gpi3/j), selon les différents niveaux d'activité de forage dans l'Ouest canadien.

GLOSSAIRE

Année de raccordement	Année associée à l'« entrée en production » d'un raccordement.
Appareil de forage pour faibles profondeurs	Appareil d'une capacité égale ou inférieure à 1 850 m.
Appareil de forage pour grandes profondeurs	Appareil d'une capacité supérieure à 3 050 m.
Appareil de forage pour profondeurs moyennes	Appareil d'une capacité supérieure à 1 850 m, à concurrence de 3 050 m inclusivement.
Catégories d'appareils de forage	Répartition des appareils de forage du parc du BSOC selon qu'ils peuvent atteindre de faibles, de moyennes ou de grandes profondeurs.
Forage ciblant du gaz	S'applique aux travaux de forage, aux jours de forage ou aux puits forés jugés par l'ONÉ comme étant liés à l'exploitation de ressources de gaz classique, à l'exclusion du gaz dissous.
Forage ciblant du MH	S'applique aux travaux de forage, aux jours de forage ou aux puits forés jugés par l'ONÉ comme étant liés à l'exploitation de ressources de MH.
Gaz classique	Gaz naturel provenant de toutes les sources d'approvisionnement, exception faite du MH.
Gaz commercialisable	Gaz naturel qui a subi un traitement destiné à en extraire les impuretés et les liquides. Ce gaz répond aux normes d'utilisation finale.
Gaz dissous	Gaz naturel produit à partir d'un raccordement de puits de pétrole.
Groupes de ressources de MH	Trois regroupements de ressources de MH constitués aux fins de l'évaluation de la productibilité de MH au Canada. Les groupes de ressources de MH sont décrits en détail au chapitre 2 du présent rapport.
Jour de disponibilité	Chaque jour de l'année pour chacun des appareils de forage. L'affectation sur l'année des appareils de forage du parc du BSOC entre les diverses zones d'étude donne un nombre total de jours de disponibilité pour l'année dans chaque zone.

Jours de forage	Nombre de jours pendant lesquels un appareil est utilisé pour forer un puits, calculé comme suit : date d'achèvement du forage moins la date de démarrage plus 1.
MH	Méthane de houille
Mois de production normalisé	Pour tout raccordement de puits de gaz et pour tout mois de production, le nombre de mois de production écoulés depuis le premier mois de production de ce raccordement.
Parc d'appareils de forage du Canada	Appareils de forage énumérés dans le rapport hebdomadaire Rig Locator du Nickle's Energy Group.
Période de projection	Du 1er janvier 2007 au 31 décembre 2009
Productibilité	Quantité de gaz naturel qui peut être extraite d'un puits, d'un gisement, d'un réservoir de stockage ou d'un système de production au cours d'une période donnée
Profondeur atteignable	Capacité (en mètres) de chacun des appareils de forage énumérés dans le rapport hebdomadaire Rig Locator du Nickle's Energy Group.
Puits de gaz	Trou de forage comportant un ou plusieurs horizons géologiques capables de produire du gaz naturel.
Raccordement	Complétion d'un puits, à l'intérieur d'un ou de plusieurs horizons géologiques, pour lequel on a signalé la production de pétrole et/ou de gaz naturel.
Raccordement existant	En production avant le 1er janvier 2007.
Raccordement futur	En production à compter du 1er janvier 2007.
Raccordement moyen	S'applique aux raccordements pour le gaz (gaz classique ou MH) et représente la moyenne des caractéristiques de production de TOUS les raccordements effectués au cours d'une année à l'intérieur d'une zone géographique. Les données de production d'un raccordement moyen dans un groupe quelconque (zone/année de raccordement) sont calculées comme suit : [production totale de tous les raccordements d'un groupe, par mois de production normalisé] / [nombre total de raccordements dans le groupe].
Raccordement pour le gaz	Raccordement à l'origine de la production de gaz naturel considéré comme du gaz (gaz classique ou MH). Si le raccordement produit à la fois du pétrole et du gaz naturel, le rapport entre la production cumulative de gaz et la production cumulative de pétrole est utilisé pour classer le raccordement dans la catégorie gaz ou pétrole.
Raccordement pour le pétrole	Raccordement à l'origine de la production de pétrole NON considéré comme tiré des sables bitumineux. Si le raccordement produit à la fois du pétrole et du gaz naturel, le rapport entre la production cumulative de gaz et la production cumulative de pétrole est utilisé pour classer le raccordement dans la catégorie gaz ou pétrole.

Raccordement pour les sables bitumineux	Raccordement à l'origine de la production de pétrole considéré comme tiré des sables bitumineux.
Taux de diminution	Réduction du taux de production dans le temps, à mesure que la ressource s'épuise. Ce taux s'exprime de différentes façons. Dans le présent rapport, on utilise la diminution exponentielle pour définir les caractéristiques de diminution de la production des puits. Le positionnement du taux de production par rapport à la production cumulative donne alors une ligne droite; la pente de cette ligne représente le taux nominal de diminution (exprimé dans le présent rapport sous forme de fraction par année). Le taux réel de diminution correspond à la baisse de production divisée par le taux de diminution initial. On peut le convertir en taux nominal comme suit : taux nominal de diminution = -ln(1 – taux réel de diminution).
Taux de découverte	Quantité d'énergie dépensée par effort ou investissement, par exemple GJ par jour de forage.
Usine de chevauchement	Usine de traitement du gaz en Alberta qui transforme le gaz commercialisable acheminé par les grands pipelines de façon à en extraire les liquides de gaz naturel, produisant ainsi un gaz destiné à être exporté en dehors de l'Alberta avec un contenu calorifique moindre que le gaz commercialisable transporté dans les grands pipelines en Alberta.
Zone d'étude	Zone du BSOC définie à la figure 2.2 du présent rapport.
Zone de la formation principale de Horseshoe Canyon	Ensemble de cantons dans le centre de l'Alberta recouvrant plus ou moins les secteurs de la région houillère de Horseshoe Canyon où la concentration de gaz, par section, est supérieure à 2 Gpi^3, tel qu'il est illustré à la figure 27 U2 du rapport Natural Gas Potential in Canada 2005 – Volume 4, publié par le comité canadien du potentiel gazier, et où la profondeur de la formation est inférieure à 1 000 m. La zone de la formation principale de Horseshoe Canyon est illustrée à la figure 2.3.

Le lecteur est prié de consulter le site http://www.neb-one.gc.ca/energy/EnergyReports/EMAGasSTDeliverabilityCanada2007_2009_f.htm

A. Analyse des principaux coûts liés à la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement de gaz dans le BSOC

B. Méthodologie utilisée et paramètres consécutifs

1. MÉTHODOLOGIE (DESCRIPTION DÉTAILLÉE)
2. PARAMÈTRES DE PRODUCTIBILITÉ – RÉSULTATS
3. Paramètres de rendement par groupe de raccordements existants
4. Paramètres historiques et projetés à l'égard des raccordements moyens

C. Renseignements sur les projections de forage

1. Facteurs d'affectation du nombre de jours de forage ciblant du gaz aux regroupements de ressources
2. Projections détaillées concernant le forage et les raccordements selon les scénarios

D. Détail de la productibilité pour les scénarios d'activité forte et d'activité faible

1. SCÉNARIO D'ACTIVITÉ FORTE
2. SCÉNARIO D'ACTIVITÉ FAIBLE